

А.И. Кузовкин, С.А. Шилов

ОЦЕНКА ИНФРАСТРУКТУРНОЙ РОЛИ УСТЬ-СРЕДНЕКАНСКОЙ ГЭС В ЭКОНОМИКЕ МАГАДАНСКОЙ ОБЛАСТИ*

В статье приводится сравнительный анализ подходов к оценке эффективности достройки объектов незавершенного строительства электроэнергетики на примере строительства Усть-Среднеканской ГЭС на р. Колыма в Магаданской области.

Усть-Среднеканский гидроузел имеет комплексное назначение, поскольку позволяет решать вопросы как энергетики, так и речного транспорта. Он работает на стоке, прошедшем агрегаты Колымской ГЭС, пропуская транзитом через свой водосброс ее паводковые сбросы, а также боковую приточность. Наполнение водохранилища строящейся ГЭС будет иметь следующий режим: наполнение будет осуществляться в зимний период избыточным стоком Колымской ГЭС и сбрасываться осенью к концу навигации, способствуя сохранению соответствующего объема воды в водохранилище Колымской ГЭС. Такой режим наполнения позволит решить несколько важных задач:

- увеличить в 1,5 раза зимнюю гарантированную мощность и энергоотдачу Колымской ГЭС;
- открыть возможности повышения зимней мощности каскада из двух станций до 430 МВт путем повышения напорного уровня на Колымской ГЭС на 1,5 м при минимальных затратах, так как сооружения напорного фронта Колымской ГЭС имеют достаточный запас по высоте;
- выполнять на Усть-Среднеканской ГЭС функции регулирования судоходных попусков и снижения влияния, оказываемого Колымской ГЭС на гидрологический режим р. Колыма;
- пропускать в летний период всю боковую приточность транзитом в нижний бьеф, не задерживая воду в Усть-Среднеканском водохранилище, что очень важно в экологическом отношении;
- в зимний (ненавигационный период) Усть-Среднеканская ГЭС будет принимать участие в суточном и недельном регулировании нагрузки объединенного центрального энергоузла (ЦЭУ) Магаданэнерго, поддерживать постоянную частоту тока и выполнять функции аварийного резерва в энергосистеме.

Проект строительства Усть-Среднеканской ГЭС мощностью 570 МВт, разработанный институтом «Ленгидропроект», утвержден Минэнерго СССР в 1990 г. Титульный список на строительство открыт в 1991 г. Строительство этой ГЭС осуществляет ОАО «Колымаэнерго», одновременно выполняя функции заказчика и генподрядчика.

С вводом Усть-Среднеканской ГЭС и переводом теплофикационной нагрузки на электроотопление будет получена значительная экономия дорогого привозного топлива (угля и жидкого топлива), расходуемого котельными для теплоснабжения.

* За основу взяты материалы заседания Совета директоров РАО «ЕЭС России» от 31 октября 2003 г. [1], см. также [2, 3].

Потребность в дополнительной электроэнергии на электроотопление к 2016 г. составит 1030 млн. кВт·ч [2].

В 2002 г. в Магаданскую область было завезено 322,2 тыс. т угля и 223,9 тыс. т жидкого топлива. Стоимость угля (из Хабаровского края и Хакасии) для Магаданской ТЭЦ в 2003 г. составляла 1939 руб./т или 3030 руб./т у.т. При этом величина дотационных средств и субвенций из бюджетов в 2003 г. составила 564 млн. руб. При отказе от строительства Усть-Среднеканской ГЭС объем привозного топлива к 2015 г. должен увеличиться более чем на 800 тыс. т [2].

Согласно данным работы ОАО «Ленгидропроект» [2], для ввода пускового комплекса ГЭС (гидроагрегаты № 1 и № 2 со сменными колесами) в 2008 г. необходимы капитальные вложения в объеме 8,1 млрд. руб.; для пуска гидроагрегатов со штатными колесами № 3 – в 2010 г., № 4 и № 1 – в 2011 г., № 2 – в 2012 г. необходимо освоить 19,7 млрд. руб. в 2009-2012 гг. (табл. 1).

Таблица 1

Распределение инвестиций и производства электроэнергии ГЭС по годам

Показатель	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Инвестиции, млн. руб.	0,415	1000	1600	2400	3100	4000	5200	6000	4500
Выработка ГЭС, млн. кВт·ч	-	-	-	-	64,1	487	610	917	1262

Прогноз электропотребления Центрального энергоузла «Магаданэнерго». Согласно данным института «Дальэнергосетьпроект» (по согласованию с ФСК «ЕЭС России»), максимальный прогнозный уровень электропотребления по ЦЭУ «Магаданэнерго» составляет по годам [2]: 2003 г. – 2,17 млрд. кВт·ч, в том числе Магаданская ТЭЦ и Аркагалинская ГРЭС – 0,142 млрд. кВт·ч; 2005 г. – 2,75 млрд. кВт·ч; 2010 г. – 3,06 млрд. кВт·ч; 2015 г. – 3,51 млрд. кВт·ч; (прогноз составлен в 2003 г. в соответствии с темпами роста ВРП Магаданской области).

Из прогноза следует, что в 2010 г. для покрытия прироста электропотребления необходимо либо строительство новой ТЭС, либо ввод пускового комплекса Усть-Среднеканской ГЭС в 2009 г. и выработка в 2010 г. 0,487 млрд. кВт·ч.

По данным работы ОАО «Ленгидропроект» [2], средняя себестоимость производства электроэнергии (C_{cp}) в 2003 г. составила:

$$C_{cp} = (C_{тэс} \cdot \mathcal{E}_{тэс} + C_{гэс} \cdot \mathcal{E}_{гэс}) / (\mathcal{E}_{тэс} + \mathcal{E}_{гэс}) = [(156,91) (14) + (8,5) (2169,7)] / 2312,2 = 9,4 + 8 = 17,4 \text{ коп./кВт·ч}, \quad (1)$$

где $C_{тэс}$, $C_{гэс}$ – себестоимость производства электроэнергии (коп./кВт·ч) на ТЭС и Колымской ГЭС; $\mathcal{E}_{тэс}$, $\mathcal{E}_{гэс}$ – объем производства электроэнергии на ТЭС и Колымской ГЭС соответственно.

Доля Колымской ГЭС в производстве электроэнергии равна 93,86%, ТЭС – 6,14%.

Средняя величина себестоимости отпускаемой потребителям электроэнергии в ЦЭУ «Магаданэнерго» в конце 2003 г. составила 83,4 коп./кВт·ч при среднем тарифе у потребителей 81,88 коп./кВт·ч. Таким образом, основная доля в себестоимости производства, передачи и сбыта электроэнергии, отпускаемой потребителям, приходится на передачу и сбыт. Она составляет 66 коп./кВт·ч, или 79,1% себестоимости.

Сравнительный анализ выводов о целесообразности достройки ГЭС

В материалах к заседанию Совета директоров РАО «ЕЭС России» от 31 октября 2003 г. по вопросу «Об окончательном перечне объектов незавершенного строительства и плана мероприятий по реализации финансирования достройки объектов, либо их консервации с учетом экономической целесообразности» даны технико-экономические показатели, оценка срока окупаемости, внутренней нормы доходности и чистого дисконтированного дохода по каждой строящейся ТЭС и ГЭС [1].

Расчеты выполнены по семи ГЭС и четырем ТЭС для трех различных сценариев.

В *сценарии 1* расчет приведен в постоянных ценах на 1 января 2004 г., ставка дисконта – 10%, период расчета – 25 лет. По этому сценарию все ГЭС имеют отрицательный чистый дисконтированный доход (ЧДД), т. е. при действующих в 2004 г. тарифах их строительство нецелесообразно в отличие от ТЭС, ЧДД которых больше нуля.

Сценарий 2 предусматривает расчет в текущих ценах Федерального оптового рынка электроэнергии и мощности (ФОРЭМ), причем индекс изменения цен принят в соответствии со «Сценарными условиями развития холдинга на 2004 -2008 гг.». В этом случае величины ЧДД четырех из семи ГЭС являются положительными, исключение составляют Бурейская, Ирганайская и Усть-Среднеканская ГЭС.

В *сценарии 3* расчет проведен в текущих ценах при предельно допустимой динамике цены на электроэнергию. Однако с такой динамикой трудно согласиться, поскольку в 2004 г. цена на электроэнергию составляла 2,6 ц/кВт·ч, а к 2008 г. предполагалось ее увеличение до 3,7 ц/кВт·ч. В действительности тариф на ФОРЭМ равен 1,45 ц/кВт·ч в 2004 г. В сценарии 3, по расчетам, для всех ТЭС и ГЭС значения ЧДД положительные, кроме Усть-Среднеканской ГЭС (ЧДД = – 35470,4 млн. руб.).

Расчет выполнен с учетом следующих данных: сметная стоимость строительства в ценах 1991 г. – 1800,6 млн. руб., остаток сметной стоимости на 1 января 2004 г. – 1244 млн. руб. или 45188 млн. руб. в ценах 2004 г. Освоение сметной стоимости на 1 января 2004 г. в ценах 1991 г. – 31%.

В материалах заседания Совета Директоров РАО «ЕЭС России» от 30 января 2004 г. отмечается, что выделяемые в последние годы инвестиции (в основном из федерального бюджета) направляются на мероприятия по сохранению объектов Усть-Среднеканской ГЭС, находящихся в незавершенном строительстве, а также для предотвращения роста социальной напряженности и выплаты компенсаций высвобождающимся работникам.

Затраты на консервацию ГЭС, по предварительным оценкам, составят 5,4 млрд. руб.

На основе современных прогнозов развития региона и уровня электропотребления в регионе продолжение финансирования строительства ГЭС, по оценке РАО «ЕЭС России», не является однозначно необходимым как по балансовым, так и по экономическим показателям.

Однако в работе ОАО «Ленгидропроект» [2] обосновывается необходимость достройки ГЭС. По расчету общественной эффективности проекта оценка ЧДД составляет 19160 млн. руб., а по расчету коммерческой эффективности – 5270 млн. руб. В Экспертном заключении [3] также обосновывается целесообразность достройки Усть-Среднеканской ГЭС, хотя приводятся другие результаты расчетов.

Недостатком указанных работ является отсутствие расчета бюджетной эффективности, несмотря на то, что ГЭС финансируется практически только из федерального бюджета.

Необходим анализ причин противоречивых выводов РАО «ЕЭС России», с одной стороны, и ОАО «Ленгидропроект» и ФГУП «Энергопроект» с другой о целесообразности достройки ГЭС.

Прежде всего, в расчетах РАО «ЕЭС России» используются данные о сметной стоимости ГЭС в размере 1800,6 млн. руб. в ценах 1991 г., в то время как заказчиком ОАО «Колымаэнерго» произведен пересмотр стоимости объекта. Она определена в размере 1453,9 млн. руб. в ценах 1991 г. (на 19,2% ниже) и согласована с генпроектировщиком – ОАО «Ленгидропроект». В текущих ценах I кв. 2004 г. сметная стоимость составляет 32733,8 млн. руб. (без НДС). Из них на 1 января 2004 г. освоено 5403 млн. руб. Таким образом, остаток сметной стоимости составляет 27330,8 млн. руб., или 60,5% величины аналогичного показателя в расчетах РАО «ЕЭС России» (45188 млн. руб.). Кроме того, равномерное распределение инвестиций на строительство ГЭС по годам, принятое РАО «ЕЭС России» (5021 млн. руб. на 2004-2008 гг.), не соответствует реальному распределению инвестиций, что учтено в оценке ОАО «Ленгидропроект».

Это дает основание сделать вывод, что расчет РАО «ЕЭС России» необоснован.

Однако оценки ОАО «Ленгидропроект» и ФГУП «Энергопроект» также требуют корректировки, прежде всего, из-за отсутствия расчета бюджетной эффективности и неоднозначности некоторых исходных данных.

Проблемы оценки экономической эффективности достройки Усть-Среднеканской ГЭС

Для получения объективной оценки целесообразности достройки ГЭС необходимо ответить на следующие вопросы:

1. По пусковому комплексу:

- мощность, выработка электрической энергии, объем замещения привозного угля;
- сметная стоимость строительства пускового комплекса ГЭС и процент ее освоения на 1 января 2004 г.; капитальные вложения, необходимые на достройку пускового комплекса, и сроки его достройки; стоимость ЛЭП для выдачи мощности;

- стоимость консервации ГЭС;

- расчет ЧДД и срока возврата затрат при вводе пускового комплекса и консервации ГЭС в дальнейшем;

- расчет ЧДД и срок возврата затрат при варианте полной достройки ГЭС и уровне тарифов, обеспечивающих нормативную прибыль ГЭС. (Необходимо показать, при каких условиях получен ЧДД, равный -35470,4 млн. руб. за 25 лет в соответствии с [1]);

- определение источников финансирования строительства с учетом возможного привлечения инвесторов, заинтересованных в использовании электроэнергии ГЭС для добычи золота, серебра, а также производства и экспорта в Японию водорода как будущего топлива для автомобилей и источника энергии (см. [5]);

- оценка ущерба при возможных катастрофических паводках на р. Колыма в случае консервации ГЭС;

- обоснование стоимости консервации ГЭС с учетом выплат денежных компенсаций высвобождающимся работникам и стоимости их переселения. Существуют две оценки в текущих ценах 2004 г.: 8327 млн. руб. (ОАО «Колымаэнерго»); 5400 млн. руб. [1].

2. По бюджетной эффективности достройки Усть-Среднеканской ГЭС:

– бюджетная эффективность достройки пускового комплекса ГЭС и реальные сроки его достройки:

а) величина замещения привозного угля (то же с учетом обоснованного роста электропотребления и покрытия его ТЭС);

б) экономия средств федерального бюджета, идущих на дотацию привозного угля;

в) объем дополнительных капиталовложений за счет средств федерального бюджета, необходимых на достройку пускового комплекса. Доля федерального бюджета в капиталовложениях;

г) срок окупаемости бюджетных средств при различных вариантах доли федерального бюджета (90%, 50% и др.). Определение доли бюджетных средств, при которой достигается нормативный срок окупаемости – восемь лет.

Срок окупаемости должен быть определен как отношение средств федерального бюджета на достройку пускового комплекса к годовой экономии бюджетных средств. Она состоит из дотации на привозное топливо для ТЭС, замещаемой пусковым комплексом ГЭС, и дополнительных налогов, получаемых в результате ввода пускового комплекса ГЭС;

д) ЧДД бюджета и срок возврата затрат.

– бюджетная эффективность полной достройки ГЭС.

Расчет бюджетной эффективности достройки Усть-Среднеканской ГЭС

Оценка стоимости электроэнергии, отпускаемой новой ТЭС, по замещаемому варианту. За основу принят прогноз электропотребления, разработанный ОАО «Дальэнергосетьпроект» на 2015 г. в объеме 3510 млн. кВт·ч (максимальный вариант), – прирост электропотребления составляет около 1000 млн. кВт·ч по сравнению с 2004 г.

Для покрытия этого прироста электропотребления в случае консервации Усть-Среднеканской ГЭС необходимо построить новую ТЭС на привозном угле мощностью 220 МВт при числе часов использования мощности 4550 час/год.

При принятом удельном расходе топлива на новой ТЭС – 330 г у.т./кВт·ч. необходимый объем топлива для производства 1000 млн. кВт·ч составит 330 тыс. т у.т.

Если принять величину дотаций из бюджета 1166 руб./т у.т. на привозное топливо на уровне 2003 г., то объем дотаций на производство электроэнергии на новой ТЭС составит 385 млн. руб.

Кроме того, по оценке Северо-Восточного НИИ Дальневосточного отделения РАН потребность в дополнительной электроэнергии ГЭС (сверх прогнозного значения прироста электропотребления 1000 млн. кВт·ч) для перевода поселков Магаданской области на электроотопление и обеспечение горячей водой составляет

525 млн. кВт·ч (прогноз на 2016 г.). Это позволит получить экономию топлива, расходуемого для производства тепловой энергии по альтернативному варианту на ТЭЦ и в котельных в объеме 110 тыс. т у.т.

Однако перевод поселков на электроотопление и горячее водоснабжение целесообразен лишь при достаточно низком тарифе на электроэнергию, производимую Усть-Среднеканской ГЭС. Расчеты показывают, что при тарифе 70 коп./кВт·ч электростанции эффективны, если цена топлива на действующих котельных, работающих на печном топливе, мазуте, угле, превышает 4670 руб./т у.т., в ценах 2004 г. Это вполне реально для 2015 г. – года ввода ГЭС на полную мощность. Однако большинство котельных в Магаданской области имеют износ

свыше 70%, в связи с этим потребуются капитальные вложения на реконструкцию действующих или строительство новых котельных на органическом топливе после 2015 г. в альтернативном варианте. С учетом таких необходимых затрат электростанции в близлежащих от ГЭС районах будут более эффективны, чем котельные на органическом топливе, при цене топлива 3000 руб./т у.т.

Ниже приводится расчет тарифа на электроэнергию, отпускаемую новой ТЭС.

Цена привозного угля составляет 3030 руб./т у.т. За вычетом дотаций бюджета на топливо в размере 1166 руб./т у.т. для производства электроэнергии стоимость топлива для новой ТЭС составит 1864 руб./т у.т. Топливная составляющая себестоимости производства электроэнергии новой ТЭС при удельном расходе 330 г у.т./кВт·ч равна 61,5 коп./кВт·ч. Условно-постоянные затраты с учетом минимальной прибыли новой ТЭС определяются как $0,15 \cdot K$, где K – удельные капиталовложения. Они составляют 24 тыс. руб./кВт. Если число часов работы новой ТЭС – 4550 час/год, то условно-постоянные затраты составляют 79,1 коп./кВт·ч. Тогда тариф для новой ТЭС в ценах на 1 января 2004 г. составит 140,6 коп./кВт·ч.

При таком тарифе, по оценке администрации Магаданской области, добыча золота на новых рудниках в Магаданской области нерентабельна.

При этом не были учтены затраты бюджета на консервацию Усть-Среднеканской ГЭС, составляющие, по оценке, 5,4 млрд. руб., которые необходимо отнести к замещаемому варианту, связанному с сооружением новой ТЭС. Эти затраты необходимо добавить к инвестициям на ее сооружение. Тогда общий объем инвестиций (K_0) составит:

$$K_0 = 24 \text{ тыс. руб./кВт} \cdot 220 \text{ МВт} + 5,4 \text{ млрд. руб.} = 9,68 \text{ млрд. руб.}$$

Следовательно, годовые условно-постоянные затраты, рассчитываемые как $0,15 \cdot K_0$ составят 1452 млн. руб. При мощности 220 МВт и годовом числе часов работы ТЭС, равном 4550, стоимость отпускаемой ТЭС электроэнергии составит 66 тыс. руб./кВт или 1,45 руб./кВт·ч., а с учетом топливной составляющей (61,5 коп./кВт·ч) – 2,065 руб./кВт·ч.

При такой стоимости электроэнергии новой ТЭС развитие горно-добывающей промышленности нерентабельно, что отрицательно сказывается на развитии всей экономики Магаданской области. В 2003 г. себестоимость производства электроэнергии Магаданской области составляла 17,4 коп./кВт·ч (см. расчет по формуле (1)), а с учетом нормативной прибыли (15%) – 20 коп./кВт·ч, т. е. в 10 раз меньше.

Внешние эффекты, вызванные сооружением Усть-Среднеканской ГЭС: оценка прироста добычи золота. В результате ввода Усть-Среднеканской ГЭС в 2017 г. будет получено дополнительно 1125 млн. кВт·ч (при среднегодовом производстве электроэнергии 2,65 млрд. кВт·ч). Этот дополнительный объем дешевой электроэнергии целесообразно использовать на развитие золотодобычи на новых рудных месторождениях.

При разработке рудных месторождений золота доля электроэнергии в общих производственных затратах составляет до 33%, или 30 руб./г при себестоимости добычи золота 98 руб./г. Тариф на электроэнергию в 2003 г. составлял 82 коп./кВт·ч. Отсюда следует, что расход электроэнергии на добычу одного грамма золота на рудных месторождениях составляет около 36 кВт·ч. Если прирост электроэнергии в размере 1125 млн. кВт·ч будет использован на добычу золота, то это означает возможность дополнительной добычи более 31 т золота.

В 2002 г. было добыто 33 т золота и 200 т серебра. Следовательно, речь идет об удвоении добычи золота к 2017 г. При мировой цене золота в 2004 г. 15 долл./г

прибыль составит 11,5 долл./г. Мировая цена на золото растёт, и в конце 2006 г. она составляла 22 долл./г (рост на 47%). Доход от дополнительной добычи 31 т золота составит 682 млн. долл. в год.

Определение срока окупаемости, рентабельности и ЧДД достройки Усть-Среднеканской ГЭС при различных значениях тарифа на производимую ею электроэнергию. Годовой доход бюджета (Д) состоит из экономии дотаций и субвенций (\mathcal{E}_T) на привозное топливо (по замещаемому варианту) и налогов, получаемых после ввода ГЭС в 2017 г. на полную мощность:

$$\begin{aligned} D &= \mathcal{E}_T + 0,022K + 0,18T\mathcal{E}_{ГЭС} + 0,24(T\mathcal{E}_{ГЭС} - 3) = \\ &= \mathcal{E}_T + 0,022K + 0,42T\mathcal{E}_{ГЭС} - 0,24 \cdot 3, \end{aligned} \quad (2)$$

где $\mathcal{E}_T = 385$ млн. руб. – экономия привозного топлива, необходимого при сооружении новой ТЭС мощностью 220 МВт; 0,022 (2,2%) – ставка налога на имущество;

K – стоимость имущества (сметная стоимость) ГЭС, K = 32733,8 млн. руб. (без НДС в ценах 2004 г.); 0,18 (18%) – ставка НДС; T – тариф на электроэнергию, производимую ГЭС; 0,24 (24%) – ставка налога на прибыль; 3 – годовые эксплуатационные затраты (3 = 569 млн. руб. в 2017 г. или 20,6 коп./кВт·ч); $\mathcal{E}_{ГЭС} = 2650$ млн. кВт·ч.

Первый вариант расчета дохода (Д) получен при тарифе (Т), равном 50 коп./кВт·ч: Д составит 1585 млн. руб.

Согласно проекту, в период достройки ГЭС до 2016 г. налоги на имущество и прибыль не взимаются, и прибыль реинвестируется на достройку ГЭС.

В расчетах принято финансирование достройки из бюджетных средств в объеме 20085 млн. руб. и рефинансирование из амортизации и прибыли.

Рассчитан срок окупаемости $T_{ок} = 20085/1585 = 13,17$ лет и эффективность

$$\mathcal{E} = 1/T_{ок} = 0,076 \text{ (7,6\%)} \quad (3)$$

Чистый дисконтированный доход бюджета (ЧДД) определяется в ценах 2004 г. при условии достройки ГЭС в 2016 г. и последующей эксплуатации ГЭС в течение 30 лет (с 2017 г. по 2046 г.). При расчете ЧДД для бюджетных средств необходимо определять норму дисконта E_6 по формуле (4) [4, 6]:

$$E_6 = (P-j)/(1+j), \quad (4)$$

где P – ставка рефинансирования ЦБ РФ, j – темп инфляции в рассматриваемом периоде.

Во втором полугодии 2004 г. средняя ставка рефинансирования (P) равна 13%, j = 10%, тогда $E_6 = 2,7\%$. Для рассматриваемого расчетного периода 2005-2033 гг. ставка E_6 была принята на уровне 3%.

Расчет ЧДД осуществлен при норме дисконтирования бюджетных средств 3% и 100-процентном финансировании достройки ГЭС из бюджета. Началом расчетного периода является 2004 г. (t = 0). В соответствии с распределением инвестиций по годам строительства ГЭС, приведенным в проекте ОАО «Ленгидропроект», и коэффициентом дисконтирования 3%, принятым для бюджетных средств, дисконтированная сумма инвестиций равна 26200 млн. руб.

Распределение инвестиций по годам строительства ГЭС составит:

Млн. руб., в текущих ценах 2004 г., с учетом НДС	2005 г.	2006 г.	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
	1000	1600	2400	3100	4000	5200	6000	4500	2600	900	535

Для выдачи мощности Усть-Среднеканской ГЭС необходимо сооружение высоковольтной линии 220 кВ длиной 36 км и сметной стоимостью 216 млн. руб.

(в ценах 2004 г.). Поскольку эта стоимость составляет 0,7% сметной стоимости ГЭС, то в наших расчетах рентабельности сооружения ГЭС стоимость сооружения этой линии не учитывается.

Учитывая, что годовой доход (Д) для бюджета равен 1525 млн. руб., за 30 лет эксплуатации ГЭС с 2017 г. ЧДД оценивается следующим образом:

$$\text{ЧДД} = 1525 \cdot \sum_{t=2017}^{2046} 1,03^{-t} - 26200 = 22875 - 26200 = -3325 \text{ млн. руб.} \quad (5)$$

Следовательно, проект достройки Усть-Среднеканской ГЭС неэффективен, (ЧДД отрицательный).

Зависимость изменения дохода (Д) от изменения тарифа на электроэнергию (Т) определена на основе формулы (2):

$$D = 967,5 + 0,42 \mathcal{E}_{\text{ГЭС}} T = 967,5 + 1113T. \quad (6)$$

Отсюда следует, что при изменении тарифа (Т) на 10 коп./кВт·ч доход изменяется на 111,3 млн. руб., эффективность \mathcal{E} – на 0,55%. Расчеты $T_{\text{ок}}$ эффективности, ЧДД и Д при различных значениях Т приведены в табл. 2.

Таблица 2

Расчет показателей бюджетной эффективности
при различных значениях тарифа (Т)

Показатель	Значения тарифа, коп./кВт·ч			
	50	70	100	110
$T_{\text{ок}}$, лет	13,17	11,5	9,6	9,16
\mathcal{E} , %	7,6	8,7	9,4	10,9
ЧДД, млн. руб.	-3325,0	0	5007,0	6677,0
Д, млн. руб.	1585,0	1746,6	2080,5	2191,8

Поскольку показатели бюджетной эффективности проекта зависят от тарифа, то необходима оптимизация доходов бюджета, получаемых от эксплуатации ГЭС и развития промышленности (увеличения добычи золота и других драгоценных металлов на новых рудных месторождениях и др.), вызванного достройкой Усть-Среднеканской ГЭС. Очевидно, что чем выше тариф на электроэнергию, тем выше налоги на прибыль и НДС от реализации электроэнергии ГЭС, но в то же время ниже прибыль и НДС от реализации промышленной продукции предприятий Магаданской области.

Тариф на электроэнергию, отпускаемую ГЭС, должен быть минимальным, но при этом обеспечивать нормативную прибыль ГЭС. Это дает возможность наибольшего развития производительных сил региона и, прежде всего, горнорудной промышленности. При этом достигается и максимальное увеличение налоговой базы, т. е. максимальная бюджетная эффективность.

**Оценка эффективности увеличения добычи золота
при сооружении Усть-Среднеканской ГЭС**

Расчет эффективности увеличения добычи золота при тарифе на электроэнергию Усть-Среднеканской ГЭС 70 коп./кВт·ч рассматривается нами на примере рудника месторождения «Наталка». Предполагается, что отпуск электроэнергии для рудника осуществляется по среднеотпускному тарифу ЦЭУ «Магаданэнерго».

Расчет среднееотпускного тарифа (T_{cp}) на 2020 г., когда Усть-Среднеканская ГЭС будет работать на полную мощность, в ЦЭУ «Магаданэнерго» осуществляется как функция тарифа (T) Усть-Среднеканской ГЭС следующим образом:

$$T_{cp} = (11 \text{ коп./кВт}\cdot\text{ч} \cdot 2520 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч} + 2060 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч} \cdot T + 200 \text{ коп./кВт}\cdot\text{ч} \cdot 420 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}) / 5000 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч} + 80 \text{ коп./кВт}\cdot\text{ч}.$$

Здесь 11 коп./кВт·ч, T и 200 коп./кВт·ч – тарифы на отпуск электроэнергии с шин Колымской ГЭС, Усть-Среднеканской ГЭС и Магаданской ТЭЦ; 80 коп./кВт·ч – тариф на передачу и сбыт электроэнергии в ЦЭУ «Магаданэнерго»; 2520 млн. кВт·ч, 2060 млн. кВт·ч и 420 млн. кВт·ч – гарантированный отпуск электроэнергии с шин Колымской ГЭС, Усть-Среднеканской ГЭС и Магаданской ТЭЦ соответственно.

Отсюда получено:

$$T_{cp} = (102,34 + 0,412 \cdot T) \text{ коп./кВт}\cdot\text{ч}. \quad (7)$$

При T , равном 70 коп./кВт·ч для Усть-Среднеканской ГЭС, $T_{cp} = 131,2$ коп./кВт·ч.

В расчете тарифа на электроэнергию, при котором увеличение добычи золота на месторождении будет рентабельным, приняты следующие исходные данные: содержание металла – 3 г/т руды, стоимость золота – 350 руб./г.; уровень рентабельности – 18%.

В расчетах использовались следующие значения экономических показателей рудника месторождения «Наталка» в 2020 г.:

Стоимость товарной продукции, млн. руб.	5880,0
Затраты при уровне рентабельности 18%, млн. руб.	4957,3
Планируемое потребление электроэнергии, млн. кВт·ч	728,0
Доля затрат на электроэнергию в себестоимости, %	19,2
Затраты на электроэнергию, тыс. руб. (при среднееотпускном тарифе 131,25 коп./кВт·ч)	955,5
Тариф, руб./МВт·ч	751,2
Себестоимость добычи золота на руднике без учета затрат электроэнергии, млн. руб.	4002,3
Себестоимость добычи золота на руднике с учетом затрат на электроэнергию, млн. руб.	4957,8
Прибыль, млн. руб.	922,2

При этих данных рентабельность в расчете на себестоимость добычи золота составляет 18,6%, что выше заданного минимального уровня 18%.

В альтернативном варианте сооружения ТЭС тариф на электроэнергию составит 2,06 руб./кВт·ч (см. расчет выше). Допустим, что новая ТЭС производит 2060 млн. кВт·ч, как и Усть-Среднеканская ГЭС. Тогда среднееотпускной тариф ЦЭУ «Магаданэнерго» составит 1,72 руб./кВт·ч.

Если полагать, что месторождение «Наталка» получает электроэнергию в объеме 728 млн. кВт·ч по тарифу 1,72 руб./кВт·ч, то затраты на электроэнергию составят 1252 млн. руб., общие затраты – 5254 млн. руб. Рентабельность добычи золота составит 11,9%, что неприемлемо для золотодобывающей компании. Заметим, что если бы рудник получал электроэнергию по тарифу новой ТЭС (2,06 руб./кВт·ч) плюс тариф на передачу и сбыт электроэнергии (80 коп./кВт·ч), то затраты на электропотребление рудника в объеме 728 млн. кВт·ч составили бы более 2080 млн. руб., а общие затраты – 6082 млн. руб., которые превысили бы объем товарной продукции, равный 5880 млн. руб., на 202 млн. руб., т. е. добыча золота была бы убыточной.

Расчет бюджетной эффективности освоения месторождения «Наталка».

Бюджетная эффективность добычи золота на руднике месторождения «Наталка» определяется поступлением налогов в бюджет. В расчете учитываются только два основных налога – НДС и налог на прибыль. Налог на имущество не учитывается в

связи с отсутствием данных о стоимости имущества рудника. Тогда бюджетная эффективность (D_n) определяется по формуле:

$$D_n = (0,18) \cdot (5880) + 0,24 (1877,7 - T_{cp} \cdot 728) = 1509 - 174,7T_{cp}, \quad (8)$$

где 0,18 (18%) – НДС; 0,24 (24%) – налог на прибыль; 5880 (млн. руб.) – стоимость товарной продукции рудника; 1877,7 (млн. руб.) – прибыль рудника без учета затрат на электроэнергию; T_{cp} – среднеотпускной тариф на электроэнергию для рудника; 728 млн. кВт·ч – электропотребление рудника на уровне 2020 г.

При тарифе Усть-Среднеканской ГЭС 70 коп./кВт·ч и среднеотпускном тарифе ЦЭУ «Магаданэнерго» 131,2 коп./кВт·ч сумма поступлений налогов в бюджет (D_n) равна 1279,7 млн. руб.

Расчет бюджетной эффективности сооружения Усть-Среднеканской ГЭС и увеличение добычи золота на руднике месторождения «Наталка». Расчет бюджетной эффективности сооружения Усть-Среднеканской ГЭС и увеличения добычи золота на руднике месторождения «Наталка» (D_{Σ}) определяется по формуле:

$$D_{\Sigma} = D + D_n = 1746,6 + 1279,7 = 3026,3 \text{ млн. руб.} \quad (9)$$

(значение D приведено в табл. 2).

Это означает, что с учетом внешнего эффекта – увеличения добычи золота на руднике, вызванного сооружением Усть-Среднеканской ГЭС, бюджетная эффективность возрастает на 73%.

В результате срок окупаемости бюджетных средств на сооружение ГЭС составит: $T_{ок} = 20085 \text{ млрд. руб.} / 3026,3 \text{ млн. руб.} = 6,6 \text{ лет}$ ($\text{Э} = 15\%$ и $\text{ЧДД} = 19194,5 \text{ млн. руб.}$) по сравнению с $T_{ок} = 11,5 \text{ лет}$ ($\text{Э} = 8,7\%$ и $\text{ЧДД} = 0$) без учета внешнего эффекта (см. табл. 2).

Далее определяется бюджетная эффективность D_{Σ} как функция тарифа T на отпускаемую Усть-Среднеканской ГЭС электроэнергию (млн. руб.):

$$D_{\Sigma} = D + D_n = (967,5 + 1113T) + (1509 - 174,7T_{cp})$$

(значения D и D_n приведены выше).

Определяется T_{cp} на основе T по формуле (7) и затем показатель D_{Σ} :

$$D_{\Sigma} = 2476,5 + 1113T - 124,7(1,02 + 0,412T) = 2297,7 + 1041T. \quad (10)$$

Из формулы (2) следует, что чем выше тариф (T) для Усть-Среднеканской ГЭС, тем выше бюджетная эффективность строительства Усть-Среднеканской ГЭС. Однако максимизация бюджетных средств должна осуществляться при ограничении тарифа уровнем приемлемой рентабельности для потребителя электроэнергии.

В частности, приемлемая рентабельность рудника месторождения «Наталка» равна 18%. Это означает, что тариф на электроэнергию Усть-Среднеканской ГЭС не должен превышать 70 коп./кВт·ч, при котором рентабельность добычи золота на руднике составляет 18,6%.

Вместе с тем, чтобы ЧДД для Усть-Среднеканской ГЭС был неотрицательным, тариф должен быть не ниже 70 коп./кВт·ч (см. табл. 2).

Состояние строительства Усть-Среднеканской ГЭС на 1 января 2007 г.

Инвестиционный проект достройки Усть-Среднеканской ГЭС входит в состав ФЦП «Энергоэффективная экономика» на 2002-2005 годы и на перспективу до 2010 года» [7]. Несмотря на то, что распоряжением Правительства РФ от 17 октября 2006 г. № 1446-р реализация указанной ФЦП завершена в 2006 г., объект будет финансироваться из средств федерального бюджета в рамках непрограммной части Федеральной адресной инвестиционной программы. Предполагаемый срок

ввода пускового комплекса (гидроагрегатов № 1 и № 2) мощностью 69,4 МВт – 2009 г.

На сооружение ГЭС с 1991 г. по состоянию на 1 января 2007 г. затрачено 7965,8 млн. руб., остаток сметной стоимости пускового комплекса на 1 января 2007 г. составляет 6686,2 млн. руб. в ценах 2006 г. Объект финансируется в настоящее время только из федерального бюджета. В 2006 г. профинансировано 990 млн. руб.

Итоги освоения капитальных вложений за 2006 г.: в ценах 1991 г. – 16,81 млн. руб., в текущих ценах – 1 044,8 млн. руб.

Консервация ГЭС потребует свыше 7000 млн. руб. бюджетных средств. Следовательно, будет получен отрицательный эффект для бюджета. Даже в случае продолжения строительства ГЭС через пять-семь лет после консервации ее эффективность значительно снизится (по оценкам, на 20%) по сравнению с вариантом ее достройки без консервации.

Согласно прогнозу Минэкономразвития России, темпы роста ВРП Магаданской области на период 2005-2020 гг. в среднем составляют 103,5-104% в год (целевой вариант). По данным института «Дальэнергосетьпроект», прирост электропотребления за 2005-2010 гг. составит 310 млн. кВт·ч и достигнет 3060 млн. кВт·ч в 2010 г. (максимальный вариант). Следовательно, среднегодовой прирост электропотребления 2,2% при темпах прироста ВРП 3,5% в год за 2005-2010 гг. является вполне обоснованным.

Если не вводить пусковой комплекс Усть-Среднеканской ГЭС в 2009 г., то для покрытия прироста электропотребления в размере 310 млн. кВт·ч к 2010 г. необходимо построить новую ТЭС мощностью порядка 70 МВт, работающую на дорогом привозном топливе.

Данный прогноз электропотребления не учитывает внешних эффектов – возможный рост электропотребления, связанный со значительным развитием добычи драгоценных металлов в Магаданской области в результате сооружения Усть-Среднеканской ГЭС. Заметим, что в настоящее время в области добывается около 20% всего золота и 50% серебра России.

По оценкам [2], при благоприятных условиях развития добычи золота и серебра возможно увеличение потребления электроэнергии до 2978 млн. кВт·ч в год.

Разведанные и подготовленные к освоению запасы только золота превышают 700 т. Будущее экономики Магаданской области связано с освоением коренных месторождений благородных металлов, ресурсы которых оценены на сумму более 40 млрд. долл. (около 4320 т). Себестоимость добычи золота (98 руб./г на стабильных предприятиях) превышает мировую. Учитывая, что при разработке рудных месторождений золота доля электроэнергии составляет до 33% в себестоимости добычи, рост тарифа на электроэнергию, производимую на новой ТЭС, делает нерентабельным увеличение добычи золота. По оценке проектных институтов, более дешевая электроэнергия Усть-Среднеканской ГЭС делает рост добычи золота рентабельным в долгосрочном периоде.

Дальнейшие исследования по рассматриваемой проблеме могут быть связаны:

– с уточнением данных по расходу электроэнергии на добычу одного грамма золота и оценкой уровня тарифа на электроэнергию, при котором добыча золота на новых рудных месторождениях будет рентабельной;

– с расчетом оптимального уровня тарифа на электроэнергию Усть-Среднеканской ГЭС, обеспечивающего максимально возможное развитие производительных сил в регионе, занятость населения и общую бюджетную эффективность (рост налоговой базы) как от достройки Усть-Среднеканской ГЭС, так и развития

экономики, обусловленного вводом в эксплуатацию этого инфраструктурного объекта.

Следует также учесть эффект, связанный с сокращением выбросов в атмосферу до 1 млн. т парниковых газов (CO₂) в год, что при реализации Ст. 6, 12 и 17 Киотского протокола, ратифицированного Россией, может привлечь дополнительные инвестиции в объеме от 10 до 50 млн. долл. в год. Это снизит срок окупаемости проекта на 15-75%.

В заключение можно сделать следующие выводы:

1. Развитие Магаданской области в перспективе как изолированного энергоузла возможно только при условии ввода нового генерирующего источника, который, являясь инфраструктурным объектом, будет способствовать экономическому росту региона.

2. Магаданская область обладает значительными промышленными запасами цветных и редких металлов, имеющими стратегическое значение для государства. Гидроресурсы р. Колыма используются на 11%.

3. Развитие горно-добывающей и перерабатывающей промышленности сдерживается низким уровнем рентабельности производства из-за высоких тарифов на электроэнергию.

4. Завершение строительства Усть-Среднеканской ГЭС позволит установить более низкие тарифы на электроэнергию, которые стимулируют развитие экономики региона и, прежде всего, горно-рудной промышленности. Доходы государства в виде налогов от освоения только одного месторождения золота – «Наталка» составят 1,28 млрд. руб. в ценах 2004 г., а темпы роста ВРП Магаданской области увеличатся в 2 раза.

5. Проведенная экспертиза подтверждает экономическую целесообразность инвестирования завершения строительства Усть-Среднеканской ГЭС за счет средств федерального бюджета с вводом пускового комплекса в 2009 г. и выходом на проектную мощность к 2016 г.

Литература

1. Сайт РАО «ЕЭС России» 31 октября 2003 г.
2. Обоснование инвестиций в строительство Усть-Среднеканской ГЭС. С.-Петербург: Изд. Института «Ленгидропроект», 2004.
3. Экспертное заключение о целесообразности достройки Усть-Среднеканской ГЭС. Утверждено Межведомственной рабочей группой Минпромэнерго России 23 января 2005 г.
4. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Минэкономики России, Минфин России, ГК РФ по строительству, архитектуре и жилищной политике. М.: ОАО «НПО Экономика», 2000.
5. Оценка влияния на социально-экономическое развитие Магаданской области использования потенциала каскада Колымских ГЭС на период до 2010 г. Отчет СВКНИИ ДО РАН, 2003.
6. Виленский П.Л., Лифшиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов. М.: Дело, 2002.
7. «Энергоэффективная экономика» на 2002-2005 годы и на перспективу до 2010 года. ФЦП. Постановление Правительства РФ от 17 ноября 2001 г. № 796.